

300 MW 循环流化床锅炉机组凝结水管路改造

刘延芬, 魏志全

(四川白马循环流化床示范电站有限责任公司, 四川 内江 641005)

摘要: 简要介绍了中国引进的首台 300 MW CFB 锅炉机组主要技术参数, 重点说明了凝结水管路在运行中出现的故障及对经济性的影响, 并对此进行了简要分析, 采取了行之有效的解决办法, 对后续同型机组有借鉴意义。

关键词: 循环流化床锅炉机组; 凝结水系统; 振动; 改造

Abstract: The main technical parameters of the first imported 300MW CFB boiler unit are introduced briefly. It focuses on the faults appeared during the operation of condensate pipe and their influence on the economy. Then the analyses are carried out and some effective measures are adopted, which is helpful for the later units of the kind.

Key words: CFB boiler unit; condensate water; vibration; safety; renovation; calculation.

中图分类号: TK264.1 **文献标识码:** B **文章编号:** 1003-6954(2008)02-0082-03

四川白马循环流化床示范工程是国家“九五”期间以技贸结合方式引进大型循环流化床(简称 CFB)锅炉技术的依托工程。锅炉岛由法国 ALSTOM 公司设计制造, 配套汽轮机为东方汽轮机厂生产的 N300-16.7/537/537-8 型汽轮机和东方电机厂生产的 QFSN-300-2-20 型发电机。

该工程于 2003 年 5 月 15 日开工, 2005 年 12 月 30 日首次并网一次成功, 2006 年 4 月 17 日通过国内 168 h 满负荷试运行并投入商业运行。

1 凝结水系统简介

300 MW 循环流化床锅炉机组的凝结水管路同煤粉炉机组相比, 没有太大的区别, 凝结水经过凝结水泵升压后经过轴封加热器、8、7 号低压加热器、6 号低压加热器、5 号低压加热器后至除氧器。不同之处在于因为锅炉布置底冷器和外置床的需要, 其灰控阀(底冷器灰控阀: 控制床料的排放以调整床压; 外置床灰控阀: 控制循环物料进入外置床以调整过热蒸汽、再热蒸汽的温度和调整锅炉床温)需要的冷却水由凝结水泵出口杂用管接出, 回水至除氧器。

2 凝结水系统运行中的故障

在机组投入运行后, 随着负荷的升高, 除氧器及凝结水至除氧器处管道很容易发生振动, 另外, 溶解氧经常不合格。在逐步排除了其它可能原因后, 其振动和溶解氧超标最大可能来自于灰控阀回水温度太

低, 通过在运行中运行人员将灰控阀冷却水流量阀门关至最小开度, 维持 60 t/h 的最小流量, 振动现象可以得到缓解, 溶解氧含量减小。

3 凝结水系统运行中的故障分析

对于以上出现的故障, 公司组织了人员专门分析和运行调整, 尽量提高灰控阀冷却水回水温度, 但因要维持灰控阀冷却水的最低流量, 调整手段受到了限制, 回水温度只能调整到 40~50 °C 左右。这样的低温水与经过了 8、7、6、5 号低压加热器约有 145 °C 的凝结水混合而造成了除氧器及凝结水管道振动。另一方面使除氧器效果变差, 给水含氧量增大。另外, 因为凝结水温度降低, 除氧器压力和温度下降导致机组给水温度下降, 对机组的安全性带来一定的影响。从安全角度来看, 一方面会造成凝结水管道振动, 时间久了, 容易引起管道和法兰泄漏, 加剧了对高压给水管道及锅炉受热面的腐蚀, 给机组运行带来很大的事故隐患。通过以上分析, 公司决定对凝结水系统进行改造。

4 凝结水系统改造

凝结水系统、底冷器改造是在 D 修期间进行的。作为循环流化床锅炉的主要设备, 是锅炉正常运行的重要环节, 公司锅炉底冷器原来采用 ALSTOM 设计的三分仓底冷器, 由于不能适应公司采购的煤质变化的要求, 在底冷器一、二仓内容易发生再燃烧导致结焦;

也容易因煤质变差,渣量过大而出力受限,长期造成锅炉床压因负荷变化或煤质变化而急剧升高造成锅炉降负荷甚至停炉,其排渣温度很高(高负荷时达到 300 °C 甚至更高),造成后一级输送设备一底灰斗式输送机因高温导致严重磨损。经过一段时间的运行证明,ALSTOM 公司设计的底冷器不能适应公司燃烧的煤种,在机组 D 修期间,对底冷器进行了更换,改成了国产的滚筒式冷渣器。并从机组经济性方面考虑回收部分底灰的热值,因此滚筒式冷渣器的冷却介质采用了凝结水。为了保证在低负荷时轴风加热器有足够的冷却水冷却轴封漏汽,保证轴封系统工作正常,因此在设计改造时将底冷器冷却水从轴封后 8 号低加前的凝结水管路引出至底灰冷却器,回水经回水电动门后至 6 号低加入口。为了保证底灰冷却器有足够的冷却水又不能使其回水温度过低,每个系统都有门进行调节。

5 凝结水系统改造的热值计算

5.1 改造前后的数据对比

改造前后的数据对比见表 1,以额定工况 300 MW 计算。

5.2 改造前后的热值计算

排汽热损失 ΔQ_1

$$\text{改造前排汽热损失 } \Delta Q_{\text{前}} = 158.33 \times (2\ 569.02 - 157.39) = 381.83 \times 10^3 \text{ kW}$$

$$\text{改造后排汽热损失 } \Delta Q_{\text{后}} = 165.55 \times (2\ 569.02 - 157.39) = 399.25 \times 10^3 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_1 = \Delta Q_{\text{后}} - \Delta Q_{\text{前}} = 399.25 \times 10^3 - 381.83 \times 10^3 = 17.42 \times 10^3 \text{ kW}$$

第 7 级抽汽焓增 ΔQ_7

$$\Delta Q_7 = 6.94 \times 2\ 760 - 5 \times 2\ 870 = 4.80 \times 10^3 \text{ kW}$$

第 8 级抽汽焓增 ΔQ_8

$$\Delta Q_8 = 13.89 \times 2\ 680 - 10.55 \times 2\ 730 = 8.42 \times 10^3 \text{ kW}$$

底冷器热值回收 $\Delta Q_{\text{底}}$

$$\Delta Q_{\text{底}} = 77.78 \times (319.75 - 177.61) = 11.06 \times 10^3 \text{ kW}$$

改造前后的热量差 Q

$$Q = \Delta Q_7 + \Delta Q_8 + \Delta Q_{\text{底}} - \Delta Q_1 = 4.80 \times 10^3 + 8.42 \times 10^3 + 11.06 \times 10^3 - 17.42 \times 10^3 = 6.86 \times 10^3 \text{ kW}$$

可以看出,改造后新增热值 $6.86 \times 10^3 \text{ kW}$

6 凝结水系统改造后的运行注意事项

凝结水系统经过改造后,系统的运行方式将随之发生了变化。通过一段时间的运行调整,总结出了特殊工况下的运行规律,在运行中,应主要注意以下问题:

1) 低负荷时排渣量将相对减少,进入 4 个底冷器的冷却水量较大,如果不及时调整,经过 8、7 号低加的冷却水量将明显减少,而进入 6 号低加的冷却水量相对偏多,凝结水温度的偏差很容易使 6 号低加的正常疏水管发生振动现象。因此低负荷时应及时加强对底冷器冷却水量的调整,尽量提高回水温度与 7 号低加出水温度相匹配,以消除管道振动。并在运行

表 1 改造前后数据对比

参 数	改造前	改造后	备注
排汽流量(kg/s)	158.33	165.55	额定工况
排汽压力(kPa)	6.5	6.5	设计为 6.4 kPa,取实际运行参数
排汽焓值(kj/kg)	2 569.02		查表
凝结水焓值(kj/kg)	157.39		查表(取凝汽器温度 36°C 对应焓值)
7 级抽汽流量(kg/s)	6.94	5	额定工况
7 级抽汽焓值(kj/kg)	2 760	2 870	查表
8 级抽汽流量(t/h)	13.89	10.55	额定工况
8 级抽汽焓值(kj/kg)	2 680	2 730	查表
底冷器冷却水流量(kg/s)		77.78	额定工况,取平均值计算
冷却水焓值(kj/kg)		177.61	冷却水进口水温 42°C
		319.75	冷却水出口水温 76°C

过程中加强对该设备巡回检查,发现问题及时处理。

2) 一般情况下,当机组负荷在 300 MW 时,将其冷却水调整控制在 250~300 t/h,这样可以维持冷却水回水温度在 70~75 °C;当机组负荷在 200 MW 时,将其冷却水调整控制在 150~180 t/h,这样可以维持冷却水回水温度在 65~70 °C,在调整过程中应注意保证 6 号低加疏水温度应大于 7 号低加凝结水出水温度,这样既能满足负荷的需要,又能减少疏水管及凝结水管路的振动现象。

3) 在底灰冷却器、斗式提升机或刮板输灰机故障停运时,凝结水温度突然发生变化,很容易造成 6 号低压加热器的水位波动,如果不及时调整 8 号低压加热器的水位,会造成 8 号低压加热器水位过高而打开危急疏水,影响到整个低压加热器的稳定运行。因此,在发生以上故障时,应加强低压加热器的水位监视,及时修改 8 号低压加热器的水位设定值,使疏水畅通,故障消除后,恢复正常运行。

4) 在甩负荷或滑停时,应注意调整底冷器冷却水量,避免造成除氧器高水位事故的发生及除氧器水温急剧下降给机组带来不安全因素。

5) 对于灰控阀冷却水,因为灰控阀运行的环境温度很高(基本上是锅炉运行床温 890 °C 左右),其冷却水流量不能太小,否则,灰控阀得不到充分的冷却,

但又不能使其冷却水流量太大,否则,这部分的凝结水回水温度会很低。通过调整试验,维持灰控阀冷却水流量在 70 t/h 左右(阀门开度固定),回水温度尽管只能达到 43 °C,但能充分保证设备的安全,况且,其流量也较小,对凝结水温度影响不大,工况变化时,也不需要有很大的运行调整。

7 凝结水系统改造后的效果检验

凝结水系统改造后,通过一段时间的实际运行表明:系统改造既节约了另外设计安装底冷器冷却水系统的成本,降低了底灰的排放温度,降低了底灰系统各设备正常运行的环境温度,延长了设备的运行时间;同时因为回收了低灰的部分热量,降低了排渣热损失,提高了机组的经济性。另外冷却水温调整方便,消除了原设计带来的管路振动,提高了机组的安全性,给机组长期稳定运行创造了良好条件。

参考文献

- [1] 吴季兰. 汽轮机设备及系统[M]. 北京:中国电力出版社, 2001.
 - [2] 景朝辉. 热工理论及应用[M]. 中国电力出版社, 2006.
- (收稿日期:2007-11-01)

(上接第 77 页) 而笨重。如果在余热锅炉的高压部分采用直流锅炉的设计方案,那么就可以取消笨重的高压锅筒,使联合循环机组得以快速启动,并获得高效率。

4 结论

随着社会的进步,人们逐渐认识到能源的有限性和环境保护的重要性,研究和发展 IGCC 技术是基于建设资源节约型、环境友好型社会的迫切需要。IGCC 是 21 世纪火电动力发展的主要方向之一,也是中国开拓洁净煤发电新模式所需的高新技术。

IGCC 系统非常复杂,由于工作条件变化很大,构成部件与常规电力设备有很多不同,目前尚未完全成熟,还需要经历一个发展和完善的过程。前面对 IGCC 工作原理和特点做了简要介绍,对系统的主要设备进行分析,指出存在的一些问题,并提出改进方法和发展方向,从而为各构成部件做进一步的研究和

改进奠定基础。

参考文献

- [1] 段立强,徐钢,等. IGCC 系统热力与环境性能结合的评价准则[J]. 中国电机工程学报, 2004, 12, 24(12).
- [2] 许世森. IGCC 与未来煤电[J]. 中国电力, 2005, 2, 38(2).
- [3] 董卫国. IGCC 发电和煤气化技术[J]. 电力设备, 2001, 3, 2(1).
- [4] 林汝谋,金红光,等. IGCC 中燃气轮机技术方案与设计优化[J]. 燃气轮机技术, 2001, 9, 14(3).
- [5] Robert Farmer. IGCC Power Generation Plants in Commercial stage of Development[J]. Gas Turbine World, 2004, 34(5).
- [6] 高健,倪维斗,等. IGCC 系统中空气气化炉与氧气气化炉的对比研究[J]. 燃气轮机技术, 2007, 6, 20(2).
- [7] 姚秀平. 燃气轮机及其联合循环发电[M]. 北京:中国电力出版社, 2004.
- [8] 迟全虎. IGCC 联合循环系统建模与设计优化研究[D]. 北京:中国科学院研究生院, 2004.

(收稿日期:2008-01-14)